

А.В. Гачегов, А.А. Потрясов, Т.Ю. Костылева,
А.Н. Шайхутдинов

«КогалымНИПИнефть», ТПП «Когалымнефтегаз»

ИЗУЧЕНИЕ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ ПЛАСТА БС₁₀²⁻³ НА СЕВЕРО-КОНИТЛОРСКОЙ И СЕВЕРО-КОЧЕВСКОЙ ПЛОЩАДЯХ С ЦЕЛЬЮ ОЦЕНКИ ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕНОСНОСТИ

Рассмотрен процесс формирования и особенности строения пластов БС₁₀²⁻³. Определены площадные особенности распространения микроклиноформ и ориентировочно подсчитаны запасы нефти и газа.

Необходимость данных исследований вызвана рядом причин. Во-первых, на территории Северо-Конитлорской и Северо-Кочевской площадей (в дальнейшем – площадь исследования) установлена продуктивность горизонта БС₁₀²⁻³, некоторые залежи на сегодняшний день уже введены в разработку, но до сих пор существует неоднозначность в определении их границ. Так, в Северо-Кочевской скв. 106 из пласта БС₁₀²⁻³ была получена нефть, а в соседней скв. 66, в более высоком интервале – вода, т.е. ВНК в ней находится гораздо выше. Это говорит о наличии двух гидродинамически-разобщенных залежей нефти.

Во-вторых, имея две разные залежи, которые до сих пор считались одной, необходимо проследить их распространение в плане с целью оптимизации (в дальнейшем) размещения эксплуатационного бурения.

В-третьих, в результате проведенной переинтерпретации всех накопившихся геолого-геофизических материалов выяснилось, что пласты, слагающие горизонт БС₁₀²⁻³, имеют не плоскопараллельное залегание, а микроклиноформное, т.е. аналогичное клиноформам, но значительно меньших размеров.

В тектоническом отношении площадь исследования приурочена к северо-западному склону Когалымской вершины – структуры 2-го порядка, осложняющей структуру 1-го порядка – Сургутский свод.

На сегодняшний день в пределах Северо-Конитлорского лицензионного участка (ЛУ) выявлена одна залежь нефти, которая в плане представляет субмеридианально-вытянутую песчаную линзу и ограничивается с запада контуром установленного ВНК, а с востока – линией глинизации.

В пределах Северо-Кочевского ЛУ на данный момент бурением выявлено восемь залежей нефти. На обеих площадях залежи относятся к типу структурно-литологических. Наилучшее качество коллекторов при этом отмечено в местах наибольшего градиента наклона пластов, где они предположительно представлены баровыми образованиями.

В качестве рабочего материала при выделении микроклиноформ исследуемого горизонта был изучен довольно значительный объем информации, включающий в себя результаты сейсморазведочных работ (СП 15/96, 15/98 и 14/99), результаты бурения скважин (информация об опробовании и испытании) и каротажный материал по поисковым, разведочным и эксплуатационным скважинам, пробуренным в разное время в пределах Северо-Конитлорской и Северо-Кочевской площадей.

Как уже отмечалось ранее, пласт БС₁₀²⁻³ на данной территории имеет микроклиноформное строение (рис. 1). На указанном сейсмопрофиле микроклиноформное строение пласта выражено наиболее четко и именно поэтому он был использован как опорный при выделении перспективных в нефтеносном отношении песчаных тел. На его основе был построен схематический геолого-геофизический разрез, линия профиля которого полностью пересекает площади Северо-Конитлорского и Северо-Кочевского месторождений, тем самым позволяет выделить практически все микроклиноформы исследуемого пласта в данном районе. Их общее число равняется девяти, не считая еще пяти объектов, выделенных в юго-восточной части площади, которые не попадают на линию разреза.

Дальнейшая задача заключалась в том, чтобы проследить распространение выделенных объектов в плане. В процессе интерпретации удалось выявить следующую общую закономерность распространения микроклиноформ по площади – подтверждено, что снос осадочного материала происходил в северо-западном направлении и микроклиноформы как бы облекают северо-западный выступ Когалымской вершины.

Таким образом, в пределах исследуемой площади было выявлено и прослежено 14 объектов, характеризующихся по ряду признаков как микроклиноформы.

Кроме исследования характера распространения пласта по площади, необходимо для полноты геологического анализа определить фациальную принадлежность отложений.

Общие принципы формирования песчаных тел описаны во множестве тематических работ, которые в данном случае послужили «каркасом» для его изучения в пределах локальной площади с целью дальнейшего применения полученных результатов для наиболее эффективного проведения последующих геологоразведочных исследований.

В частности, А.Л. Наумов в своей работе [6] исходя из общих палеогеографических построений и принципиальной схемы формирования несома выделил четыре структурно-фациальные зоны формирования песчаного пласта.

В самой восточной зоне, приближенной к источнику сноса, где в основном наблюдался континентальный режим седиментации, песчаный пласт характеризуется резкой фациальной изменчивостью и не является изолированным резервуаром из-за отсутствия выдержанной крышки.

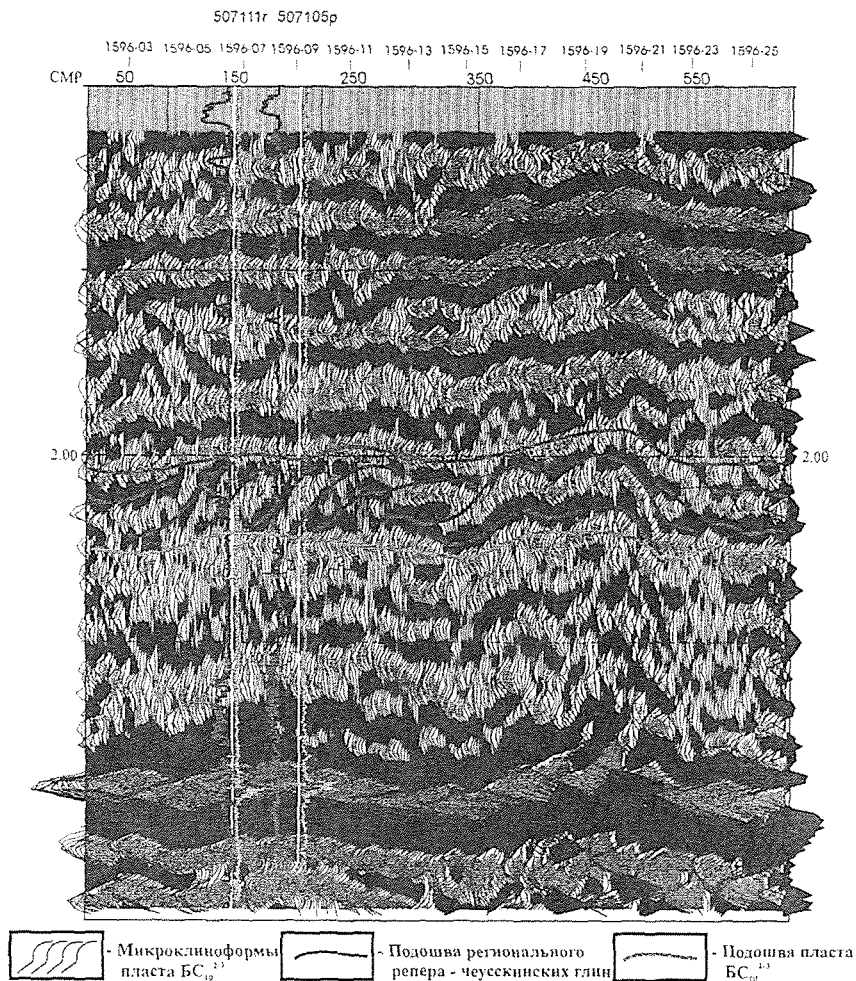


Рис. 1. Временной разрез по сейсмическому профилю 1596046
(Северо-Кочевская площадь)

К западу, в зоне мелководного шельфа, пласт приобретает покрывное распространение, перекрыт надежным глинистым экраном и может рассматриваться как изолированный природный резервуар, способный сохранять залежи углеводородов.

При переходе в более глубоководную зону происходит локальная глинизация пласта и его замещение алевролитоглинистыми породами. Здесь

надо отметить, что также существует мнение, что это – зона прибрежных болот, лиманов и лагун с преимущественно глинистыми осадками.

И четвертая зона выделена в районе подножия мелководных террас. Здесь могут формироваться отдельные песчаные тела в виде линз в авандельтовых конусах выноса.

Руководствуясь совокупностью признаков (интерпретация временных разрезов совместно с данными ГИС) исследуемый район залегания пластов группы БС₁₀²⁻³ был отнесен к зоне развития мелководных террас.

В пределах площади исследования горизонт БС₁₀²⁻³ сложен осадочными породами, по своему генезису относящимися к фациям от приморских и дельтовых до шельфовых. Полученные в последнее время материалы сейсморазведочных работ и бурения скважин позволили с достаточной долей уверенности выделить и проследить отдельные элементы, характерные для той или иной зоны формирования песчаного тела (пляжи, лагуны, вдольбереговые бары и т.д.). В основном наша уверенность базируется на конфигурации кривых ПС в интервале залегания рассматриваемого горизонта. Однако если в дальнейшем возникнет необходимость более подробно изучить генезис этих отложений, к общему объему геолого-геофизической информации следует приобщить и данные исследования керна.

На рис. 2 видно, что направление сноса обломочного материала на указанной территории в принципе отвечает ранее выявленной закономерности формирования неокомских отложений, заключающейся в последовательном заполнении обломочным материалом морского бассейна с юго-востока. В это время шельф имел региональный наклон к центру бассейна с глубинами до 500 м [6].

Выступообразная форма выделенных песчаных тел (дуга, вытянутая вокруг поднятия) объясняется структурно-тектоническим фактором. На рис. 2 видно, что контуры распространения микроклиноформ соответствуют северо-западному окончанию тектонического элемента 2-го порядка – Когальмской вершине. Из этого можно сделать вывод, что рассматриваемые микроклиноформы пласта БС₁₀²⁻³ сформировались в результате бокового наращивания отложений обломочного материала вдоль склона поднятия.

Как уже сказано выше, выделенные песчаные тела сформировались в условиях прибрежно-морской и мелководно-шельфовой фациальной обстановки. Это во множестве подтверждается данными ГИС. По комплексу литологических критериев и каротажных характеристик их предположительно интерпретируют как вдольбереговые регрессивных бары и прибрежные валы, пляжи, подводные склоны дельтового комплекса и мелководного шельфа. Изучение временных разрезов совместно с данными бурения позволило сделать вывод, что образование микроклиноформ происходило в результате постоянного перемещения береговой линии в западном и северо-западном направлении.

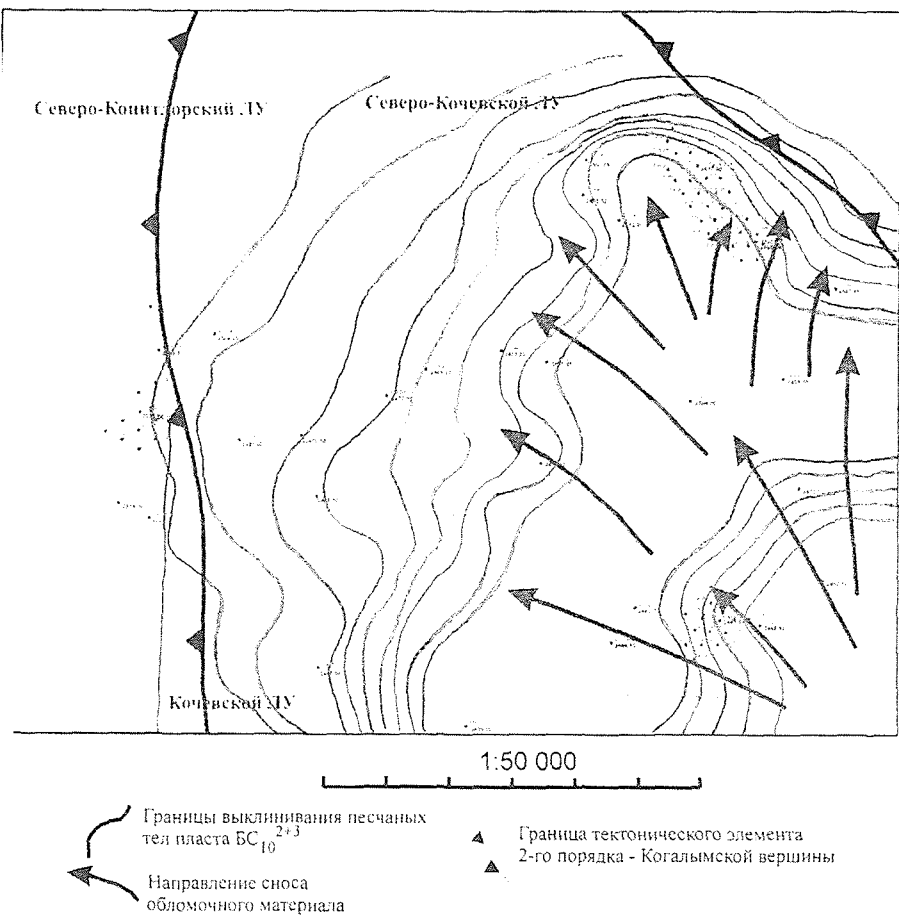


Рис. 2. Направление сноса осадочного материала при формировании микроклиноформ пласта BC_{10}^{2+3} в пределах Северо-Кони́гловской и Северо-Кочевской площадей

Особенностью строения пласта BC_{10}^{2-3} является различная длина и крутизна слагающих его микроклиноформ, что зависит не только от интенсивности сноса осадочного материала, но в большей степени определяется геоморфологией дна морского бассейна. Такая особенность ранее отмечена В.В. Шелеповым [5] при изучении процесса формирования собственно клиноформ. Видно также, что наибольшей крутизны падения песчаные тела достигают в местах понижения рельефа палеодна существовавшего в то время морского бассейна. В местах образования «ступеней» ширина и расстояние между головными частями клиноформ значительно меньше, чем в условиях более пологого дна морского бассейна. В пределах исследуемой площади выделяется два таких уступа. Отмечено, что открытые (и разрабатываемые) на данный момент залежи нефти в пределах исследуемой площади в большинстве своем приурочены именно к микроклиноформным образованиям, расположенным в районе резкого падения дна морского бассейна.

Анализ строения песчаных тел горизонта BC_{10}^{2-3} , распределение приуроченных к ним залежей нефти, а также данных бурения показал следующее:

1. Условия формирования песчаных тел определили образование ловушек структурно-литологического типа.

2. Наиболее важной установленной особенностью является приуроченность основного объема как ранее, так и сейчас выявленных ловушек нефти к террасовидным уступам дна морского палеобассейна. По результатам трассировки микроклиноформ видно, что большинство выявленных (и всех разрабатываемых) на данный момент залежей нефти приурочено именно к этим зонам, причем по коллекторским свойствам они характеризуются как лучшие по сравнению с залежами, открытыми в зоне более пологого падения микроклиноформных песчаных.

В результате уточнения границ и контуров выклинивания микроклиноформ с учетом структурного плана в пределах Северо-Коницлорской и Северо-Кочевской площадей было выявлено 15 перспективных зон возможного скопления нефти. Эти ловушки еще не исследованы поисково-разведочным бурением. Все они располагаются вдоль головных частей верхней кромки микроклиноформ. Наиболее достоверными по ряду признаков (прослеживаемость на временных разрезах, размеры, близрасположенные открытые залежи нефти) являются 10 зон. Предварительно подсчитанные в их пределах ресурсы нефти по категории C_3 составляют более 22,45 млн.т балансовых и около 4,49 млн.т извлекаемых.

В процессе работы также уточнены контуры и границы ранее установленных залежей нефти, за счет чего возможно увеличение запасов категории C_2 . Выявлено, что залежь нефти в пределах Мало-Кочевской антиклинальной структуры не едина, как это считалось ранее, а делится на 7 самостоятельных объектов, два из которых не опискованы.

Еще одним немаловажным результатом является уточнение восточной границы залежи, вскрытой Северо-Коницлорской скважиной 299,

определяющее необходимость корректировки размещения нескольких эксплуатационных скважин, поскольку они могут попасть в зону глинизации.

Практическое значение проведенных исследований не ограничивается Северо-Конитлорской и Северо-Кочевской площадями. Схожее геологическое строение отмечено в отношении пластов, венчающих более древний Покачевский циклит. Это пласты БВ₆, БВ₇, БВ₈, которые в пределах бровки палеошельфа «ведут себя» аналогично пласту БС₁₀^{2,3}. Поэтому настоящая работа может послужить отправной точкой для дальнейших исследований в восточной части Когалымского региона.

На наш взгляд, подобные исследования следует проводить перед планированием геолого-разведочных работ – бурения и сейсморазведки ЗД, что позволит определить наиболее перспективные направления работ повысить их геолого-экономическую эффективность.

Библиографический список

1. Юнусова С.З., Маркелова Л.С., Акерев Э.Я. и др. Сейсморазведочные работы МОГТ 2Д на Северо-Конитлорском участке в пределах Сургутского района ХМАО: Отчет / ООО «Башнефтегеофизика». Уфа, 1999.
2. Юнусова С.З., Маркелова Л.С., Сухачев А.В. и др. Детальные сейсморазведочные работы ЗД на участке сочленения Северо-Конитлорского, Северо-Кочевского, Кочевского месторождений в пределах Сургутского района ХМАО Тюменской области: Отчет / ООО «Башнефтегеофизика». Уфа, 2000.
3. Акерев Э.Я. и др. Поисковые сейсморазведочные работы МОГТ на Кочевском и Северо-Кочевском участках в пределах Сургутского района ХМАО Тюменской области: Отчет / ООО «Башнефтегеофизика». Уфа, 1997.
4. Рыжков А.П., Черняев В.В. и др. Проект доразведки Северо-Кочевского месторождения. М., 1996.
5. Шелепов В.В. Геолого-геофизические основы поисков, разведки и разработки залежей углеводородов в нижнемеловой покровно-клиноформной формации Западной Сибири (на примере Когалымского региона). Пермь, 2002.
6. Наумов А.Л. Онишук Т.М. Биншток М.М. Особенности формирования разреза неокома Среднего Приобья // Геология и разведка нефтяных и газовых месторождений. Тюмень, 1977.
7. Ежова А.В., Тен Т.Г. Практическая литология / Томск. политехн. ун-т. Томск, 1999.

Получено 25.09.03